

Francisco Figueroa de la Vega*

El gas natural a principios del siglo xxi

El gas natural incide en varios aspectos de la contribución de la energía a la sustentabilidad del desarrollo. En primer lugar, mejora la eficiencia en los procesos de transformación y en los usos de los sectores socioeconómicos; en segundo lugar, favorece la competitividad internacional de los bienes, por su menor costo en los procesos productivos; en tercero, contribuye a la equidad por el menor costo de la energía útil suministrada a los sectores de menores recursos. Finalmente, atenúa los impactos ambientales, particularmente en los centros urbanos. Como es un recurso abundante en la región permite una mayor robustez del suministro, autarquía energética y alcance en el uso de los recursos naturales.¹

La argumentación anterior se confirma por cómo se ha desarrollado la actividad gasífera en la región en la última década, aunque no puede dejarse de lado una breve explicación de ese proceso que se origina en la política restrictiva de financiamiento en infraestructura energética por parte de los organismos multilaterales de crédito a los países de la región durante la crisis de la deuda en la década de los ochenta. Ello indujo, junto con la caída de los precios del petróleo posterior a la crisis de la década de los setenta, a sustituir energías renovables con base en la generación hidroeléctrica, que cuenta con un gran potencial, y otras fuentes de energía de origen agrícola (alcohol, biomasa), por energías no renovables, en particular, por gas natural,

* Consultor de la Organización Latinoamericana de Energía (Olade) y de la revista *Oil and Gas Journal*. Correo electrónico: <ffigueroa@andinanet.net>. Artículo basado en el informe ejecutivo del autor “El gas natural en América Latina y el Caribe: perspectivas de los mercados y seguridad del suministro a largo plazo”, *Oil and Gas Journal*, julio de 2004, <http://ogj.pennnet.com/datastats/reports/ogjla_reports.cfm>.

¹ Olade-CEPAL-GTZ, *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: enfoques para la política energética* (Quito: Olade-Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit, mayo de 1998); ídem, *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: guía para la formulación de políticas energéticas* (Quito: Olade-CEPAL-GTZ, julio de 2000); ídem, *El gas natural en la Comunidad Andina* (Quito: Olade-CEPAL-GTZ, septiembre de 2001).

que contaba con el interés de inversionistas privados, en vista del avance de la tecnología en la generación térmica de electricidad, plazos cortos de instalación y puesta en operación de centrales y la abundancia de recursos gasíferos, que condujeron a transformaciones estructurales e institucionales. La solución pareció incluso razonable, liberaba petróleo y combustibles líquidos a la vez que expandía su producción en los yacimientos de gas destinado al mercado internacional, como de hecho ocurrió e incluso algunos países pasaron a ser autosuficientes o exportadores de petróleo. Ello también era compatible con las presiones internacionales sobre la protección del clima en la medida en que el gas natural tiene mejor combustión y, por lo tanto, menores emisiones, aunque en el transcurso de las discusiones también se desarrollaron nuevos enfoques sobre los impactos ambientales derivados de los embalses de las centrales hidroeléctricas que favorecían las explotaciones gasíferas. En consecuencia, las circunstancias financieras, económicas y ambientales fueron propicias para un cambio institucional en la actividad energética en muchos países.

Pero no puede ignorarse que puesto que el gas natural pertenece a la categoría de las energías no renovables, por definición significa que es un recurso con un horizonte finito. Como tal, es también un capital no reproducible que se reduce con la producción, y para mantener la capacidad productiva requiere de inversiones sistemáticas que en su mayor parte están asociadas a la actividad petrolera.

El agotamiento inevitable de los recursos gasíferos sugiere la necesidad de estimar el horizonte en que los productores cesarán la explotación por su inviabilidad como negocio. Ello pone de relieve que el gas natural es una fuente de energía transitoria y, por lo tanto, un puente entre las energías convencionales del pasado (carbón y petróleo) y las fuentes de energía futuras que irrumpirán antes de mediados del siglo XXI. Entonces, no llama la atención que grandes empresas petroleras tengan un departamento de estudios sobre las energías alternativas comercializables dentro de plazos previsibles, y que tiendan a reconvertir sus negocios específicos dentro de una estrategia energética. Obviamente, es una cuestión de supervivencia empresarial que sólo puede asegurarse indagando en el largo plazo.

Por el lado de los consumidores el tema no es menor, si se tiene en cuenta que a éstos no les interesa el origen de la energía que consumen sino la calidad, seguridad de suministro y costo del servicio para que sus equipos funcionen. La cuestión es quién se ocupa de ello para que la generación de electricidad, la industria, el transporte de pasajeros y de carga, y los usuarios residenciales y comerciales tengan el servicio que esperan. Los entes reguladores que se ocupan del transporte y la distribución de gas natural, que

en esencia no son energéticos, sólo deben velar para que esos medios funcionen; obviamente, es el ente gubernamental de energía el que tiene la responsabilidad de coordinar el sector para asegurar el suministro antes de que las crisis no se le vengán encima. Ese sector es el que asegura a los otros sectores de la economía y usuarios que, cuando no hay ruidos en el sistema, está haciendo bien su trabajo.

De esto se deriva que, si los sistemas de transporte y distribución funcionan razonablemente, los problemas de suministro sólo pueden deberse a una falta de armonización entre la demanda y la oferta, ya sea porque el consumo es estimulado por precios muy bajos respecto a los otros energéticos o bien y porque la producción es insuficiente para esos precios. Ello ocurre normalmente en mercados monopólicos donde, por la decisión de alguna “mano visible”, la producción subsidia al consumo porque los precios han sido fijados a un nivel en el que la rentabilidad privada no hace viable el negocio o lo que es análogo por sus efectos, porque la “mano visible” decide sobre inversiones insuficientes a realizar en las empresas públicas. Sólo en los mercados competitivos los precios armonizan el suministro en la medida que el ente coordinador de energía vigile la transparencia de las operaciones y se anticipe a los problemas, para que tampoco suceda una crisis de suministro eléctrico, como la de California.

A esos problemas operativos de los mercados se suma que el horizonte finito de los recursos gasíferos tiene dos causas básicas: falta de inversiones sistemáticas en exploración, desarrollo y explotación, y el fin definitivo de los recursos físicos establecido por la naturaleza. Por sus efectos, el problema es similar y el primero se anticipa al segundo. Este artículo se concentrará en el último de esos temas, que tiene singular relevancia a medida que transcurre el tiempo de agotamiento de los recursos gasíferos en la región.

El *upstream*

Recursos

Los recursos recuperables de gas natural para la región (véase el cuadro 1) indican una disponibilidad de volúmenes de significación. Estos se establecieron en forma análoga a los de petróleo, carbón, potenciales hidráulicos y biomasa, entre otros; parten de un cálculo calificado de la base de recursos, en sus distintas categorías de riesgo, con potencial de ser extraídos a partir de evidencias geológicas superficiales y analogías con áreas de similares características, y luego ponderados por factores de recuperación que resultan

de la experiencia. No son premoniciones ni juegos de azar sino cuidadosas estimaciones de riesgo sobre las que las empresas están dispuestas a invertir a cambio de una rentabilidad que las compense. Su manifestación es el precio al que las empresas vayan a ofrecer el producto en el mercado, pugnando entre ellas para lograr la mejor solución entre penetración y rentabilidad. Por lo tanto, ese precio del gas natural es resultado de la competencia entre oferentes y demandantes por el producto dentro de estrechos márgenes, en el que la competitividad del gas natural frente a las otras fuentes de energía está dada como mínimo por el costo incremental a largo plazo y como máximo por el costo de oportunidad de las fuentes de energía alternativas en los distintos usos, más allá de si son moléculas o electrones.

Entre los datos de recursos recuperables de gas natural estimados a principios del año 2003 para la región (véase el cuadro 1) predominan los de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) seguidos a distancia por el resto de las subregiones y México. Esos recursos tienen distintas características más allá de los volúmenes calculados, a una fecha determinada, como definitivos (columna 5). No obstante, no se trata de establecer el *ranking* de qué país tiene más recursos, sino de cuál podrá extraer más de ellos en el futuro para satisfacer sus necesidades comerciales internas y externas.

CUADRO 1
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE: RECURSOS RECUPERABLES
AL 1 DE ENERO DE 2003 (mMMmc)

<i>Países</i>	<i>Producción acumulada (1)</i>	<i>Reservas probadas (2)</i>	<i>Recursos descubiertos (3)=(1)+(2)</i>	<i>Recursos no descubiertos (4)</i>	<i>Recursos recuperables (5)=(3)+(4)</i>
CAN	1 160.3	6 203.8	7 364.1	3 767.7	11 131.8
Mercosur y Chile	1 009.8	945.2	1 955.0	479.9	2 434.9
El Caribe	208.9	647.2	856.1	191.5	1 047.6
México	1 202.2	612.0	1 814.2	412.8	2 227.0
Total	3 581.2	8 408.2	11 989.4	4 851.9	16 841.3

FUENTE: Elaboración propia con base en datos del USGS y de la Olade, 2004.

En la CAN, la madurez de la exploración es relativamente alta si se tienen en cuenta los recursos descubiertos (66.2 por ciento), pero la producción acumulada de éstos es relativamente baja, mientras que las reservas probadas

son notoriamente elevadas (55.7 por ciento), la mayoría de las cuales se ubica en Venezuela. Sin embargo, la disponibilidad de esas reservas en dicho país está fuertemente condicionada por su utilización en la actividad petrolera tanto para energizar la producción, como por su asociación con la extracción, mientras que no sucede lo mismo en Bolivia por la alta relación gas/petróleo. De modo que, hasta que Venezuela no agote progresivamente sus reservas de petróleo conservará el gas en el proceso de reinyección del gas extraído y aparecerá como un potencial proveedor a largo plazo. Prueba de ello es que no ha prosperado su proyecto de exportar gas natural licuado (GNL), mientras que Trinidad y Tobago ya se adelantó a exportarlo desde 1999 y Perú y Bolivia están cerca de ello.

El segundo bloque subregional en importancia es el del Mercosur y Chile, con una producción acumulada cercana a la de la CAN, cuyos recursos descubiertos son elevados (80.3 por ciento) pero con una disponibilidad de reservas menor (38.8 por ciento), que limita su horizonte de explotación, aunque se incrementaría a casi el 60 por ciento si se consideran los recursos por descubrir (19.7 por ciento). La ventaja para esta subregión es que se ubica convenientemente relacionada con la CAN, pues cuenta con fronteras comunes con los países que tienen más recursos gasíferos. Así, Brasil y Argentina ya están interconectados por gasoductos con Bolivia, mientras que en el otro extremo, al norte, si bien Venezuela y Brasil aún no concretan, el día que así ocurra, Sudamérica tendría asegurado el suministro a largo plazo.

En el Caribe, la gran sorpresa es Trinidad y Tobago, un pequeño país insular que ha desarrollado sus recursos de gas natural posicionándose entre los primeros exportadores de GNL del mundo. Por su parte, Barbados y Cuba tienen recursos gasíferos en cantidades suficientes para abastecer al mercado interno en progresivo desarrollo.

México es la gran incógnita. Hasta hace algunos años sus reservas eran, después de las de Venezuela, un seguro a largo plazo para su mercado, lo cual incluía las posibilidades de convertirse en un exportador relevante en la región. Mas, al parecer, tiene restricciones que impiden expandir sus descubrimientos y producción y, aun cuando crece a la mayor velocidad, es insuficiente para abastecer al mercado interno, debido a lo cual importará crecientes volúmenes. La reevaluación de sus reservas lo ubican como el país con mayor madurez exploratoria y, por lo tanto, con modestos recursos por descubrir, que podrían complementarse con suministros de GNL desde Venezuela por el Atlántico y de Perú y Bolivia por el Pacífico.

Centroamérica es la región menos dotada por la naturaleza. Sus recursos energéticos son escasos, no dispone de gas natural y tiene un mercado con potencial para importarlo por gasoductos de Venezuela a través de

Colombia o por mar como GNL, para atender centrales de gran capacidad y distribuir electricidad por medio del sistema interconectado. Las posibilidades de interconexión por gasoductos con México parecen cada vez más remotas por la situación mencionada de ese país; a lo sumo, podría darse una interconexión con Guatemala.

La cuantificación de los recursos recuperables descubiertos de 8 408 mMMmc y por descubrir de 4 852 mMMmc en la región no tiene relevancia si no hay interconexiones por gasoductos o sin proyectos de exportación de GNL. Pero si los mercados subregionales estuvieran interconectados, la región podría asegurar un suministro de gas natural por un tiempo prolongado, excepto que no existan esas disponibilidades.

En el año 2000, por iniciativa de Brasil, los presidentes de los países de América del Sur solicitaron principalmente al Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y a la Corporación Andina de Fomento (CAF) estudiar la infraestructura y financiamiento necesarios para posibilitar su integración. Esas instituciones pretendieron analizar el tema con un criterio sistémico que integraba a las comunicaciones, vías terrestres e interconexiones energéticas. La Olade, pese a ser el organismo energético regional, quedó excluido de tales estudios, mismos que hasta la fecha no han mostrado resultados concretos, salvo aquellos que han derivado de la iniciativa e inversión privada en el Cono Sur.

Reservas y producción

La dinámica entre descubrimientos y producción de las subregiones es disímil. En la CAN y el Caribe los descubrimientos han estado más cerca de la producción, mientras que en México y el Mercosur y Chile se han rezagado sustancialmente. Esto se observa en la velocidad en que se han reducido los horizontes, aunque en el Caribe el indicador parece llamativo, en vista del bajo consumo interno de Trinidad y Tobago antes de iniciar las exportaciones (véase el cuadro 2). Es claro que los recursos recuperables han constituido una fuerte restricción en los países con menor dotación, aun cuando también pueda argumentarse que se han realizado inversiones insuficientes en exploración.

El Caribe, el Mercosur y Chile se presentan como las subregiones más dinámicas debido básicamente al crecimiento de la producción por las exportaciones de Trinidad y Tobago y por el crecimiento de los consumos internos de Argentina, Brasil, Chile y Uruguay estimulados por las interconexiones por gasoductos.

CUADRO 2
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE GAS NATURAL

Subregiones	Producción anual			Reservas probadas			Horizonte	
	1990	2003	Tasa media anual %	1990	2003	Tasa media anual %	1990	2003
	mMMmc			mMMmc			Años	
CAN	39.5	60.9	3.4	3 727.6	5 072.8	2.4	94	90
Mercosur y Chile	30.4	62.4	5.7	796.1	995.1	1.7	26	16
El Caribe	6.7	22.4	9.7	329.3	783.7	6.9	2 072	160
México	47.1	47	0.0	844.2	569.2	-3	18	13
Total	123.7	192.7	3.5	5 697.2	7 420.8	2.1	46	39

FUENTE: Elaboración propia con datos del SIEE, Olade.

La producción de México estuvo estancada y sus reservas cayeron en modo importante, principalmente por el cambio en la metodología de estimación, llegando sus niveles y horizonte de reservas a los más bajos que pueden observarse en la región.

Es interesante observar que cuando la actividad gasífera se encuentra en manos de empresas estatales, la racionalidad empresarial busca mostrar reservas con horizontes de producción extendidos que aseguren por anticipado un suministro a largo plazo, aunque los indicadores en México no confirman la generalidad del argumento. Por el contrario, la racionalidad empresarial privada busca minimizar costos de perforación y el lucro cesante por el *stock* de reservas inmovilizado, además de que pone el énfasis en la cuantificación de recursos recuperables por descubrir. De manera que, a menos que aparezcan descubrimientos excepcionales, como en Bolivia, buscarán mantener el nivel de reservas con un horizonte entre ocho y diez años (como se observa en Estados Unidos), el tiempo necesario para descubrir y desarrollar nuevas reservas.

El downstream

Transporte y distribución

Las redes de transporte más desarrolladas se encuentran en Argentina, México y Venezuela, aunque en este último país aún faltan interconexiones

que integren la red interior. Brasil, Colombia, Chile y Bolivia también tienen un sistema de transporte en desarrollo con importante proyección. En Chile y Uruguay, la penetración del gas depende en forma exclusiva de los recursos de Argentina y predominan los sistemas de distribución.

Las redes de distribución más desarrolladas se encuentran en Argentina; están en proceso de expansión en México y Venezuela, seguidos por Colombia, Bolivia y Perú. En el resto de los países, los usos del gas natural a nivel del sector residencial son muy bajos, pero hay perspectivas a corto plazo de una fuerte expansión en Chile, Brasil y Uruguay. Es importante señalar que en estos últimos países existen desde hace muchos años sistemas de distribución de gas manufacturado (primero a partir de carbón y luego de derivados del petróleo), pero limitados a las grandes ciudades y para usuarios residenciales y comerciales.

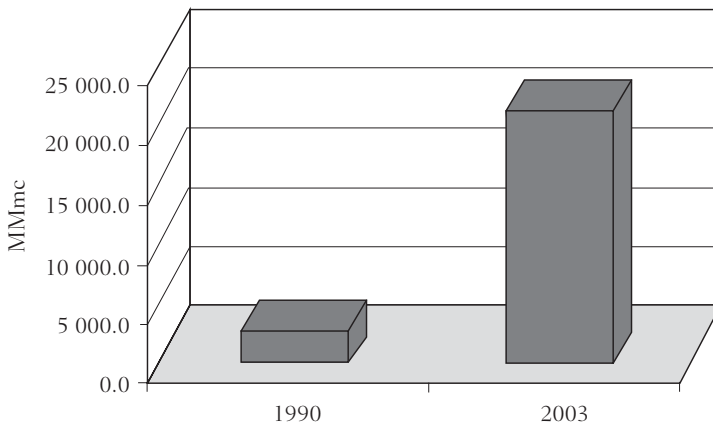
El mercado

Los consumos finales más importantes en la región se encuentran en Argentina, México y Venezuela. En estos dos últimos, al igual que en el resto de los países, se concentran en la industria y en la petroquímica, excepto en Argentina, donde la difusión del gas natural abarca a todos los sectores, principalmente industrial y residencial.

Los consumos intermedios más importantes se verifican en México, Venezuela, Argentina y Trinidad y Tobago. El principal destino del gas es la generación de electricidad y la producción de gas licuado de petróleo (propano, butano) para uso residencial. En el resto de los países, el destino es similar, excepto en Brasil, donde la producción de GLP es más importante, y en Trinidad y Tobago para exportación de GNL.

La posición relativa de los países se modifica para muchos cuando se relaciona el consumo total (intermedio y final) con la población. Ello indica, en parte, en qué medida los habitantes reciben los beneficios de la actividad tanto en forma directa, consumiendo en sus hogares o en el transporte vehicular, una fuente energética de alto rendimiento en los distintos usos y con baja contaminación local, como en forma indirecta en las actividades económicas intermedias y finales, que generan empleo y hacen más competitivos los productos que derivan de ellas en los mercados internos y externos. Los consumos por habitante, excepto en Trinidad y Tobago, son bajos comparados con los de Estados Unidos (2.349 mc/hab), aunque Venezuela supera a los de Europa (1.454 mc/hab), mientras que Argentina, México y Chile se encuentran más arriba del promedio mundial (434 mc/hab).

GRÁFICA 1
ALC: EVOLUCIÓN DE EXPORTACIONES DE GAS NATURAL



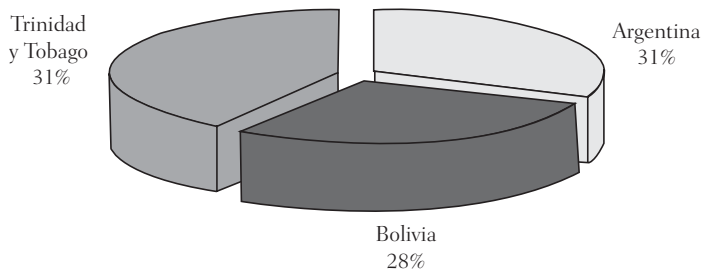
FUENTE: Elaboración propia con datos de la Olade.

Exportación

Los importantes avances en la producción de gas natural en la región, entre 1990 y 2003, se han debido en gran parte a los fuertes incrementos en el comercio de éste. Sin embargo, el crecimiento promedio anual del 17.7 por ciento se inicia en 1997 a partir de las interconexiones entre países del Mercosur y Chile con Bolivia en la región. Luego, en 1999 se suman las exportaciones de GNL de Trinidad y Tobago (véase la gráfica 1).

Ese desempeño de la industria se verifica en tres países: Argentina, que exporta a Chile, Brasil y Uruguay, mientras que Bolivia realizó hasta 1999 ex-

GRÁFICA 2
ALC: EXPORTACIONES DE GAS NATURAL (2003)



FUENTE: Elaboración propia con datos de la Olade.

CUADRO 3
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
MATRIZ DE INTERCAMBIOS COMERCIALES DE GAS NATURAL 2003 (MMmc)

<i>Subregiones</i>	<i>CAN</i>	<i>Mercosur y Chile</i>	<i>Centro- américa</i>	<i>El Caribe</i>	<i>México</i>	<i>Total ALC</i>	<i>Resto del mundo</i>	<i>Total</i>
CAN		5 800				5 800		5 800
Mercosur y Chile		6 461				6 461		6 461
Centroamérica								
El Caribe						8 570		8 570
México								
Total ALC		12 261				12 261	8 570	20 831
Resto del mundo					6 883	6 883		6 883
Total		12 261			6 883	19 144	8 570	27 714

FUENTE: Elaboración propia.

portaciones a Argentina y desde ese mismo año a Brasil. Por su parte, Trinidad y Tobago exporta GNL a Estados Unidos y Europa.

La participación de las exportaciones de los países mencionados en el total de exportaciones de la región (véase la gráfica 2) muestra la importancia que tiene en ellas Trinidad y Tobago, que en pocos años pasó a encabezar el comercio de gas natural en la región, luego del desarrollo de una importante infraestructura en plantas para la exportación de GNL.

Los volúmenes asociados a cada país se observan en el cuadro 3. En el 2003, México ha dejado de exportar a Estados Unidos, para convertirse en importador de ese país.

CUADRO 4
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL 1990-2003 (mmmc)

<i>Países</i>	<i>Oferta</i>				<i>Total</i>		<i>Demanda</i>			
	<i>Producción 1990</i>	<i>2003</i>	<i>Importación 1990</i>	<i>2003</i>	<i>1990</i>	<i>2003</i>	<i>Consumo 1990</i>	<i>2003</i>	<i>Exportación 1990</i>	<i>2003</i>
Mercosur										
y Chile	30.4	62.4	2.2	12.3	32.6	74.7	32.6	68.2	0.0	6.5
CAN	39.5	60.9	0.0	0.0	39.5	60.9	37	55.1	2.5	5.8
México	47.1	47	0.4	6.9	47.5	53.9	47.5	53.9	0.0	0.0
El Caribe	6.7	22.4	0.0	0.0	6.7	22.4	6.7	13.8	0.0	8.6
Total	123.7	192.7	2.6	19.2	126.3	211.9	123.8	191	2.5	20.9

FUENTE: Elaboración propia con datos de la Olade, 2004.

Oferta y demanda

La oferta y demanda de gas natural en la región se ha modificado en la última década, como resultado del impulso que se ha dado a este energético en varios países de la región. Tradicionalmente, se ordenaba a los países por sus reservas probadas, pero es evidente que su volumen no es un indicador del desempeño de la actividad. Por ello, se ha ordenado a las subregiones de acuerdo con el total de la actividad en el año 2003 (véase el cuadro 4). Se observa así que, con respecto a 1990, algunas subregiones han avanzado más que otras, debido a la dinámica que esos negocios han incorporado en éstas.

Perspectivas de suministro regional a largo plazo

Para el análisis de las perspectivas de los mercados de gas natural en la región, se ha partido de algunos supuestos para alcanzar los siguientes objetivos:

- Evaluar el alcance de los recursos de gas natural para asegurar el suministro a largo plazo.
- Determinar los posibles intercambios comerciales de gas natural entre los países excedentarios y deficitarios, teniendo como referencia las interconexiones, gasoductos e infraestructura de exportación e importación de GNL, en operación y las que cuentan con mayor probabilidad de concreción.

Para ello, se ha obtenido información sobre los recursos y los escenarios de referencia de los requerimientos de gas natural, disponibles en las perspectivas de algunos países, mientras que en otros la información proviene de estudios específicos. En los casos que esa información no ha estado disponible se adoptó el criterio *business as usual* con base en información histórica de la Olade. Las estimaciones por subregión se presentan en forma más detallada en la parte II del trabajo publicado por *Oil and Gas Journal*.²

Un plazo menor a los veinte años no evidenciaría, con suficiente antelación, que la disponibilidad de los recursos gasíferos podría limitar el horizonte de exportación de algunos países, y en consecuencia, poner en riesgo interconexiones en proyecto, que individualmente y bajo el supuesto de la disponibilidad teórica de reservas sí se justifican. Por ello, el análisis prospectivo para el gas natural sugiere la necesidad de considerar al menos un

² Figueroa, "El gas natural...".

horizonte de veinte años. Al respecto, las autorizaciones y contratos de exportación que se han concretando en la región tienen una duración de hasta veinte años, en la mayoría de los casos, a efectos de garantizar las interconexiones entre países. Ese análisis se realizará sin entrar a discutir si la red de gasoductos es óptima para la región, ya que se estima que, a medida que se consoliden los procesos de reforma en los países, el sistema de transporte tenderá a encontrar la mejor solución de equilibrio por sus propios mecanismos de ajuste. Esto es, que las empresas perseguirán objetivos de rentabilidad y penetración en el mercado, mientras que la política energética buscará alcanzar objetivos de suministro sostenible a largo plazo en un contexto energético que configurará una estrategia para el sector en cada país. De ello, seguramente derivarán soluciones que tenderán a conciliar las respectivas expectativas en la actividad gasífera.

Se parte de la base de que los requerimientos de gas natural tendrán, entre los años 2003 y 2020, una moderada expansión regional (1.9 por ciento) regional tanto por la incorporación de centrales termoeléctricas de alto rendimiento (turbinas a gas y ciclo combinado) como por su difusión gradual en los otros usos, tendiendo a saturarse (véase el cuadro 5). Esa expansión se observa ya en la mayoría de los países productores y en muchos de sus vecinos que importan gas para completar su propia producción o para incorporarlo como fuente energética alternativa de menor costo y bajo impacto ambiental.

Los requerimientos de los mercados, interno y externo, que deriven de esa expansión, determinarán aumentos en la producción y la necesidad del

CUADRO 5
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL 2010-2020 (mmmMc)

Países	Oferta				Total		Demanda			
	Producción		Importación requerida				Consumo		Exportación	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
CAN	85.2	109.9	2.1	2.1	87.3	112	63.4	79.3	23.9	32.7
México	65.5	113.9	15.6	50.2	81.1	164.1	81.1	164.1	0.0	0.0
Mercosur										
y Chile	67.8	67.1	24.5	32.6	92.3	99.7	80.9	96.8	11.4	2.9
El Caribe	30.9	36.6	0.0	0.0	30.9	36.6	18.2	23.9	12.7	12.7
Total	249.4	327.5	42.2	84.9	291.6	412.4	243.6	364.1	48.1	48.3

FUENTE: Elaboración propia con datos de la Olade, 2004.

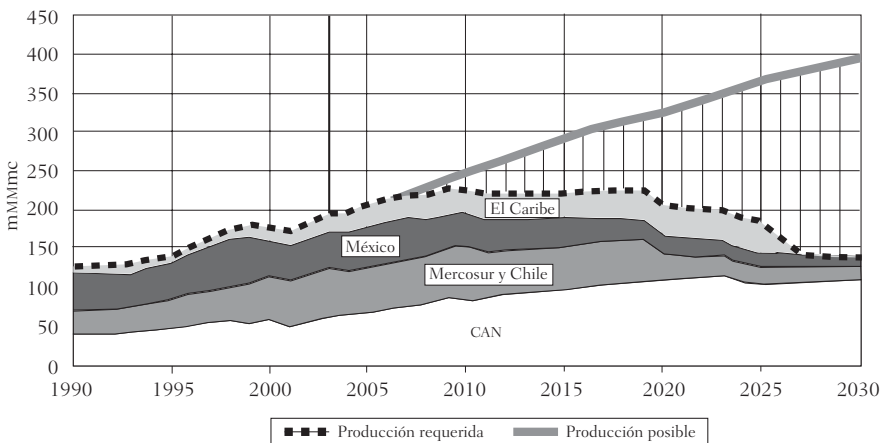
correlativo incremento de reservas para sostener el suministro a largo plazo o en su defecto importar.

Después del 2010 es muy incierto prever el curso que tomarán las decisiones de inversión en interconexiones gasíferas frente a la posible penetración de nuevas fuentes energéticas que deriven de los avances tecnológicos. El juego de ambos aspectos determinará seguramente escenarios alternativos para los que se requerirá de una prospectiva integral del sector energético. Lo que sí puede preverse con relativa certeza es que hasta el 2010 la región liberará combustibles líquidos en el equivalente a las sustituciones que realice, y que los mismos estarán disponibles para las necesidades de los mercados, particularmente de Estados Unidos y de Europa. Además, debe señalarse que las sustituciones mencionadas contribuirán significativamente a aumentar la eficiencia energética y a reducir el impacto ambiental, local y global, ofreciendo mejores condiciones tanto para los 504 millones de habitantes de la región como para los del resto del mundo.

Cuando se analiza el alcance de los recursos por subregión (véase el cuadro 1) teniendo en cuenta, además, una limitada perspectiva de interconexión entre países adicional a la existente en operación, el suministro de gas natural a largo plazo no parece estar asegurado (véase la gráfica 3).

Los condicionamientos que imponen los sistemas de transporte al suministro son elevados, pero son mayores los horizontes de producción posible con los recursos disponibles, aun suponiendo que no hay restricciones

GRÁFICA 3
ALC: PRODUCCIÓN ANUAL

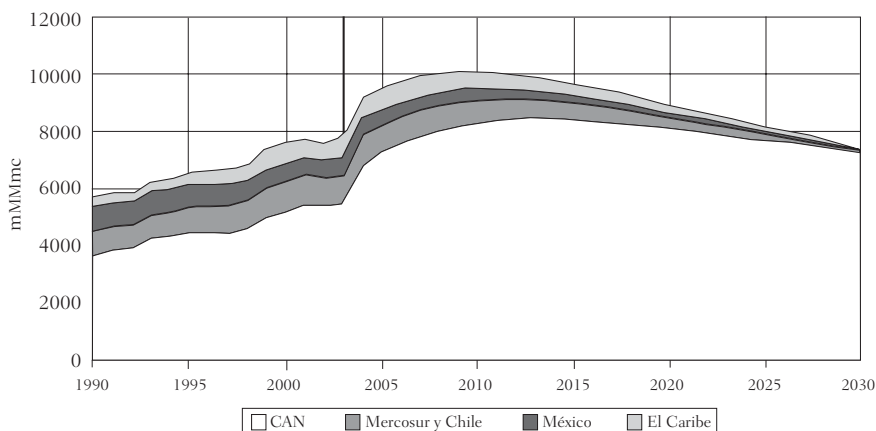


FUENTE: Elaboración propia con datos de la Olade, 2004.

financieras para la inversión en exploración. La consolidación de las perspectivas de suministro de gas subregionales, que se presentan en la segunda parte de este artículo, indica que si el consumo de la región crece a un 1.9 por ciento acumulativo anual que se ha supuesto como escenario de referencia, dentro de los próximos diez años Argentina y México tendrían que importar volúmenes significativos de gas natural, adicionales a los que han previsto. La situación resulta menos comprometida para el Caribe y no presentaría dificultades para la CAN. Los consumos esperados de gas natural, en un horizonte tan extendido, seguramente disminuirán, pero no los de la energía equivalente. También puede ocurrir que la frontera de recursos se amplíe por una creciente exploración que requerirá de las inversiones correspondientes, con lo cual la expansión de la producción también podría cerrar parte de la brecha. Finalmente, si no ocurrieran las situaciones mencionadas, la brecha no cubierta por gas importado tendrá que ser cubierta por sustitutos del gas natural.

También, la trayectoria de la producción posible por subregión podría asegurar el suministro a largo plazo en algunos de sus respectivos países, mientras que en otros los recursos serían insuficientes o habría dificultades en cuanto a los medios de transporte se refiere. El escenario de referencia puede parecer optimista si se tienen en cuenta las dificultades financieras que afrontan actualmente varios países pero, si se observan los crecimientos individuales del consumo de gas que han tenido aquellos que han decidido

GRÁFICA 4
ALC: RESERVAS REMANENTES



FUENTE: Elaboración propia con datos de la Olade, 2004.

abrir sus mercados energéticos al gas natural, la previsión del consumo regional parece aún de baja significación.

A la luz de los descubrimientos y la producción que cabe esperar en cada subregión, las reservas remanentes tendrían un crecimiento hasta fines de la presente década y luego comenzarían una declinación sistemática con agotamientos progresivos en todas la subregiones, aunque de menor importancia en la CAN (véase la gráfica 4).

Cabe señalar que la futura crisis de suministro de gas natural en algunos países de Sudamérica también se advirtió, utilizando metodologías diferentes a la del presente artículo, en trabajos recientes.³

Perspectivas del comercio regional de gas natural

Como se ha visto, desde mediados de la década de 1990 hasta el 2003, las corrientes de comercio se han dado únicamente entre las subregiones de la CAN y Mercosur y Chile, a través de Bolivia con Brasil y Argentina, así como por las exportaciones hacia el resto del mundo desde Trinidad y Tobago y el comercio entre México y Estados Unidos (véase el cuadro 3). La expansión de esas corrientes y su difusión a otros países dependerán en gran parte del alcance de los recursos de gas natural en los países productores para satisfacer las necesidades del mercado, interno y externo, así como de las interconexiones que se concreten.

Entre el 2003 y 2010, el comercio interregional de gas natural podría incrementarse en un 98 por ciento y estaría asegurado en el Mercosur y Chile, con los aportes de Bolivia a Brasil y la reanudación de exportaciones a Argentina en 2004. Lo mismo se observa en el comercio entre México y Estados Unidos, la continuidad de exportaciones crecientes de Trinidad y Tobago, las posibles exportaciones de Perú y Bolivia a México y las de Colombia a Venezuela (véase el cuadro 6). La novedad sería la posible incorporación de nuevos intercambios en la CAN, de Colombia hacia Ecuador y Panamá, que parecen tener viabilidad en los proyectos, en vista del emprendedor espíritu comercial de aquel país que, aun con recursos relativamente escasos, busca abrir nuevos mercados. Sin embargo, no se ha considerado esa posibilidad en el presente escenario, debido a la reducida vocación para ello que se observa en Ecuador, y a las dificultades institucionales que se han presentado en la interconexión con Panamá.

³ P. Thouin, "Visión prospectiva sobre el gas natural en América del Sur", *Revista Energética*, Olade (octubre-diciembre de 2001); Franlab Beicip, "Gas Market Integration in South America" (Olade-ARPEL, octubre de 2001).

CUADRO 6
AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
MATRIZ DE INTERCAMBIOS COMERCIALES DE GAS NATURAL, 2010 (MMmc)

<i>Subregiones</i>	<i>CAN</i>	<i>Mercosur y Chile</i>	<i>Centro- américa</i>	<i>El Caribe</i>	<i>México</i>	<i>Total ALC</i>	<i>Resto del mundo</i>	<i>Total</i>
CAN	2 067	13 140			8 760	23 967		23 967
Mercosur y Chile		11 408				11 408		11 408
Centro-américa								
El Caribe							12 748	12 748
México								
Total ALC	2 067	24 548			8 760	35 375	12 748	48 123
Resto del mundo					6 839	6 839		6 839
Total	2 067	24 548			15 599	42 214	12 748	54 962

FUENTE: Elaboración propia.

En el mismo periodo, 2003-2010, las corrientes de comercio podrían ser mayores, dado que no se han incluido en el cuadro 6 los posibles efectos sobre el comercio regional de las importaciones adicionales a las previstas por una menor producción respecto a la esperada, ni las que se podrían originar de las grandes interconexiones en proyecto, entre éstas, el gasoducto del Mercosur, que dependería de una compleja ingeniería financiera mediante la concreción de contratos de compraventa entre Argentina y Bolivia con Paraguay y Brasil; el gasoducto Austral, desde Tierra del Fuego en Argentina hasta Puerto Alegre en Brasil; el Proyecto Mariscal Sucre (Cristóbal Colón) para exportación de GNL de Venezuela, y las expansiones de capacidad para la exportación de GNL desde Trinidad y Tobago. Tampoco se han incluido posibles exportaciones de este país a Centroamérica que parecen bloqueadas por distintos factores, entre ellos la falta de un estudio adecuado sobre la competitividad entre las interconexiones eléctricas y las de gas o entregas por ductos y GNL, que para su desarrollo requerirían de un decidido fomento de la banca multilateral. Tampoco se descarta la posible interconexión de México con Guatemala, que cuenta con los acuerdos necesarios para asegurar el interés privado en esa empresa.

Parece aventurado prever las corrientes de comercio más allá del 2010. Quedan muchas interrogantes sobre los nuevos recursos gasíferos por descubrir, cuyas inversiones de riesgo estarán condicionadas por la seguridad jurídica en muchos países de la región, así como por los presupuestos de que dispongan las empresas estatales.

Entre esas interrogantes, destaca la posible evolución de los precios del gas natural en boca de pozo, que inevitablemente dependerá de la escasez creciente de los recursos en cada país. Los aumentos de precios del gas natural tendrán, además, un efecto que repercutirá en el otro extremo de la cadena descolocando al producto del mercado: nos referimos a la penetración de nuevas fuentes de energía que, con el avance tecnológico, pueden afectar la estructura de la demanda energética al ofrecer energía a menores precios y morigerar así los requerimientos de gas natural, con el riesgo de que los países que no exploten sus reservas a tiempo tengan que dejarlas bajo tierra.

Precios e inversión en interconexiones regionales

A principios de la década de los noventa era difícil pensar en un desarrollo de la integración gasífera en América Latina. Sin embargo, desde entonces y con los procesos de reforma en el sector energético se han desarticulado en gran parte las barreras a las posibilidades de inversión. Como se ha visto precedentemente, ello ha determinado un creciente desarrollo del mercado del gas con distintos grados de avance en varios países y con proyección regional. Esta parte busca sintetizar algunos de los efectos que han derivado de los procesos de reforma indicados sobre los precios *upstream* y *downstream*, y los costos de inversión y tarifas de transporte de las interconexiones entre países.

Precios *upstream*

Los precios del gas natural que resultan de las transacciones en el mercado mayorista son normalmente los que se observan en boca de pozo, más los costos hasta la puesta en cabecera de gasoducto o precios *upstream*. Los otros precios observables del gas natural en puerta de ciudad o *city gate* difieren del primero por los costos de transporte, cuyas tarifas generalmente están reguladas o son arbitradas por los entes reguladores en los países que más han avanzado en el desarrollo de la actividad.

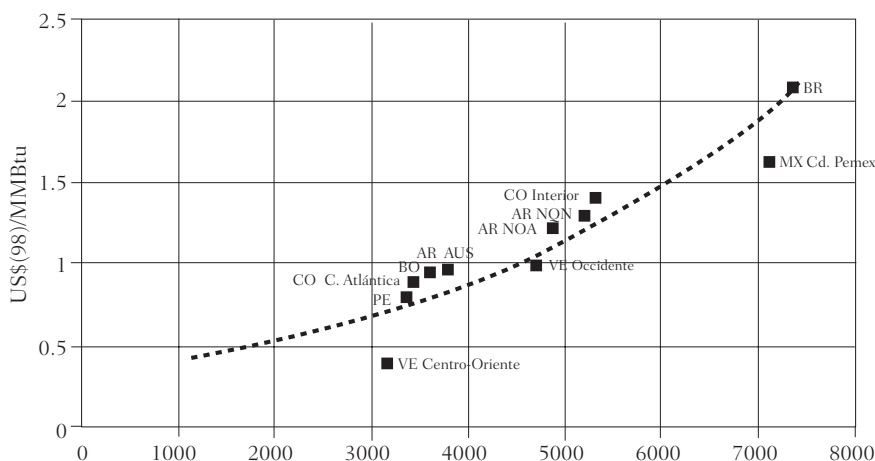
Una disminución transversal de los precios en boca de pozo en relación con las respectivas reservas probadas acumuladas, desde las áreas de menor a mayor dificultad en la exploración, tendría que registrar una evolución creciente. Esto se advierte a partir de la muestra que se ha obtenido para algunos precios en la región (véase la gráfica 5). Sin embargo, los precios en boca de pozo que se comparan no se han integrado de modo similar.

Los precios de Argentina son un promedio de compra en cada cuenca productiva (Noroeste-NOA; Neuquén-NQN y Austral-AUS), antes de impuestos, que surgen de los contratos registrados en el mercado mayorista.⁴

El precio observado en Bolivia es el valor base del contrato con Brasil que se ajusta con la variación del precio de una canasta de combustibles seleccionados (*fuel oil* de distintos orígenes) y que puede variar desde 0.89 hasta 1.06 dólares por millón de British thermal unit (US\$/MMBtu),⁵ mientras que en Brasil, el precio del gas doméstico está atado al del *fuel oil* y su valor FOB vigente ha sido determinado por Petrobras.⁶

En Colombia, se tiende a que los productores comercialicen libremente la producción de gas natural, por lo que los precios indicados (costa atlántica e interior) son los máximos establecidos por resoluciones del ente de aplicación.⁷

GRÁFICA 5
ALC: PRECIOS EN BOCA DE POZO



AR: Argentina; BO: Bolivia; BR: Brasil; CO: Colombia; MX: México; PE: Perú; VE: Venezuela
FUENTE: Elaboración propia.

⁴ "Estadísticas", *Gas & Gas*, varios números (1998).

⁵ MDE, *El gasoducto Bolivia-Brasil* (La Paz: Ministerio de Desarrollo Económico, julio de 1997).

⁶ E. de Paula, "Interconexiones eléctricas y gasíferas en Brasil", *Revista Energética*, Olade (abril de 1999).

⁷ R. Campo, "Interconexiones eléctricas y gasíferas entre países andinos", *Revista Energética*, Olade (abril de 1999).

El precio del gas natural en México, Ciudad Pemex, se determinó con base en el costo de oportunidad del gas natural, de acuerdo con el promedio de 36 meses del Houston Ship Channel y deducido el costo promedio de transporte desde la frontera con Estados Unidos.⁸

En Venezuela, los precios en boca de pozo calculados por PDVSA se han asociado a los costos incrementales de largo plazo (CILP) en las principales cuencas productivas (Centro-Oriente y Occidente).⁹ En Perú, el precio de referencia para su eventual exportación también sería calculado con base en los CILP.

Entonces, mientras que en Argentina y México los precios se determinan como resultado de transacciones de gas en el mercado interno y de Estados Unidos respectivamente, en Venezuela y Perú reflejarían su costo económico y en el resto de los países estarían atados al costo de oportunidad del sustituto. No obstante, lo más probable es que si se tomaran los precios de México teniendo como referencia el costo económico en lugar del costo de oportunidad del gas, aquél se encontraría, teniendo en cuenta sus rendimientos por pozo y menor madurez de la exploración que en Estados Unidos, más próximo a los precios de Venezuela, y ello mostraría una curva potencial de oferta más aplanada que la de la gráfica 5. Si en Brasil, el costo de oportunidad del sustituto se reemplazara por el costo económico del gas natural, esto indicaría que, dada su explotación *off shore* predominante y de mayor costo que en tierra, el precio en boca de pozo podría ser más bajo, pero aun así se ubicaría en el extremo de la curva donde los precios son los más altos en la región.

La adopción del costo económico como referencia para la formación de precios tendría los siguientes efectos: en México, un estímulo para la exportación futura a Estados Unidos y, en Brasil, continuaría estimulando la importación desde los países vecinos.

Las características indicadas en cada país son resultado de los procesos de modernización en la industria del gas que se han observado en el pasado reciente.¹⁰ Ese proceso no ha sido homogéneo ni en el espacio ni en el tiempo en los países productores, que han buscado la constitución de mercados a partir de la redefinición de la propiedad del producto, la desintegración vertical y horizontal de la cadena institucional del gas y la introducción del libre comercio donde era posible, al ir eliminando barreras al transporte

⁸ CEPAL, "Gasoducto regional México-Istmo centroamericano: estudio de prefactibilidad", Proyecto Olade-CEPAL-GTZ (México: CEPAL, Unidad de Energía, enero de 1998).

⁹ Francisco Figueroa de la Vega, C. Navas y R. Campo, *Estudio del mercado de gas natural en Venezuela* (Quito: Olade, octubre de 1999).

¹⁰ Olade-CEPAL-GTZ, *Energía y desarrollo sustentable en AL*.

e integrando las redes nacionales. En ese contexto, cada país tiende a crear un mercado mayorista competitivo, optando por mecanismos de integración de precios, algunos de ellos transitorios, como paso previo a un sistema de precios de mercado en el ámbito interno. Pero, para el desarrollo de un mercado regional parece necesario transitar a una nueva etapa donde los precios mayoristas sean desregulados, a efecto de fomentar la competencia entre los productores de los distintos países.

En resumen, según sea el procedimiento para determinar precios en boca de pozo, el precio de mercado oscilará entre el CILP (mínimo) y el costo de oportunidad del sustituto de referencia (máximo), a igual costo de transporte hasta el *city gate*, dependiendo de la transparencia en la oferta. Sin embargo, cuanto más competitivo sea el mercado los precios tenderán a aproximarse al CILP, más un beneficio normal, mientras que bajo condiciones de baja competitividad tenderán a aproximarse al valor de los sustitutos. Se desprende de lo anterior que, si en el futuro, la red de transporte de gas natural interconectara a proveedores y consumidores de la región en el contexto de un mercado competitivo, no discriminatorio y con libre acceso a los ductos, la gráfica 5 indicaría inicialmente, en vista de los costos de transporte, las nuevas orientaciones que cabe esperar para las futuras corrientes de comercio de gas en la región, las que estarán condicionadas por la disponibilidad de recursos en cada país y por las decisiones de inversión en gasoductos de interconexión.

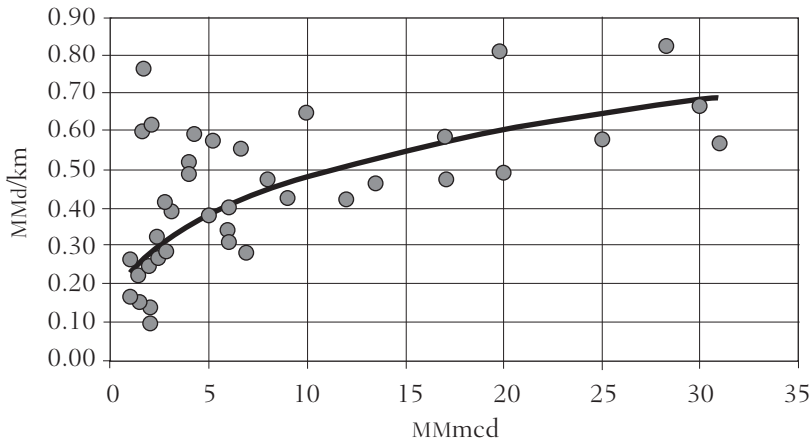
Inversión en gasoductos y tarifas de transporte

Las inversiones por kilómetro en gasoductos de interconexión subregional (tubería, plantas de compresión e instalaciones complementarias), que se han realizado para los gasoductos en operación y en proyectos de transporte, indican economías de escala debido a un crecimiento menos que proporcional de los costos de inversión a medida que aumenta la capacidad de los ductos (véase la gráfica 6). Ello convalida la argumentación de las reformas, en muchos países, sobre la necesidad de introducir regulaciones de tarifas en los medios de transporte, caracterizados como monopolios naturales por las economías de escala que tiene esa actividad. Esas reformas han dado lugar a la constitución de entes reguladores en México (CRE), Colombia (CREG), Brasil (ANP), Chile (CNE), Argentina (Enargas), entre otros.

En la gráfica 6, se observa una importante dispersión entre los valores puntuales de los 38 proyectos con respecto a la tendencia. Ello se debe, en parte, a que los costos de los proyectos que se encuentran por encima de la

GRÁFICA 6

ALC: INVERSIÓN EN TRANSPORTES FRENTE A CAPACIDAD



FUENTE: Elaboración propia.

tendencia indicarían, para un mismo nivel de capacidad, la complejidad derivada de trazas en áreas geográficas que presentan mayor dificultad en el tendido de los ductos.

Por su parte, las inversiones por debajo de la tendencia presentarían la situación inversa. Por ejemplo, los proyectos de gasoductos submarinos como las posibles interconexiones entre Colombia y Panamá, Buenos Aires y Montevideo o el gasoducto Transcaribe se encuentran por encima de la tendencia, en particular este último que por su gran complejidad revela costos de inversión muy altos, mientras que los proyectos de gasoductos transcordilleranos de Argentina y Chile se encuentran agrupados a ambos lados y cercanos a la tendencia. En el resto, su ubicación varía dentro de una franja aparentemente razonable. No obstante, no puede afirmarse con certeza que los datos reflejen únicamente discrepancias por complejidad. Por ejemplo, otro factor que explicaría la dispersión respecto a la tendencia es la distorsión que puede haber en la cuantificación del valor de las inversiones, las que pueden expresar falta de homogeneidad respecto a los elementos considerados en su cálculo, ya que en algunos casos pueden incluir ramales u otros componentes. A esto se agrega la distorsión que puede introducir haber considerado inversiones en valores corrientes, aunque en la mayoría de los casos, los estudios de los proyectos se concentran entre los años 1995 y 2000, por lo que en este caso los desvíos no parecen ser de mayor

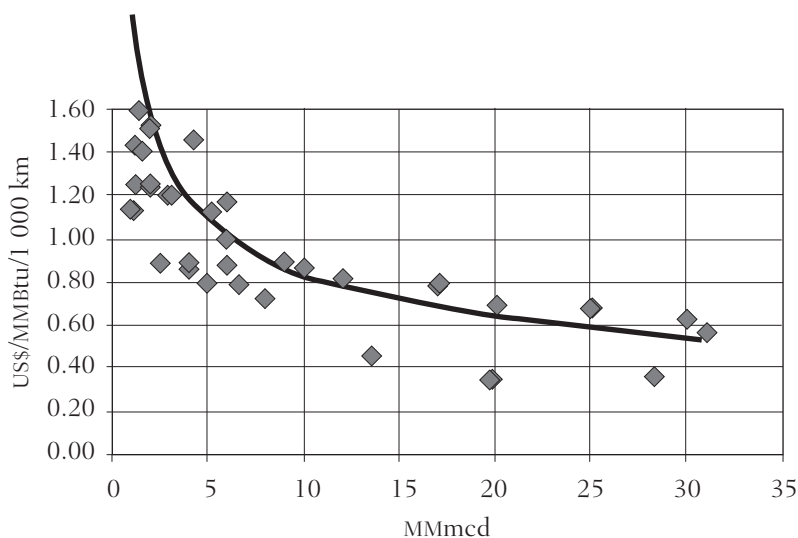
significación. Otra observación importante es que la mayoría de los proyectos se concentra en un rango de capacidades entre 2 y 15 MMmcd, quince de los cuales se encuentran en operación o construcción. Para los grandes proyectos, esto es, de capacidades superiores a los 15 MMmcd, se registra una menor cantidad, y de ellos sólo se encuentra en operación el que interconecta Bolivia con Brasil. También, a las posibles distorsiones señaladas se agregan las que se derivan de los cálculos de capacidad que, a igual costo de inversión, pueden desplazar horizontalmente los valores puntuales de cada proyecto.

Por las razones expuestas, la tendencia de la gráfica 6 no puede considerarse un ábaco para cálculos de ingeniería, pero indica en grandes números relaciones que sugieren las economías de escala que se alcanzan normalmente en la actividad. Las economías mencionadas tienen su efecto correlativo en las tarifas de transporte.

Las tarifas de transporte, medidas en US\$/MMBtu, homogeneizadas para una distancia de mil kilómetros, muestran una sensible caída a bajos niveles de capacidad, para luego insinuar un amortiguamiento hacia una asíntota imaginaria, a medida que la capacidad crece (véase la gráfica 7).

GRÁFICA 7

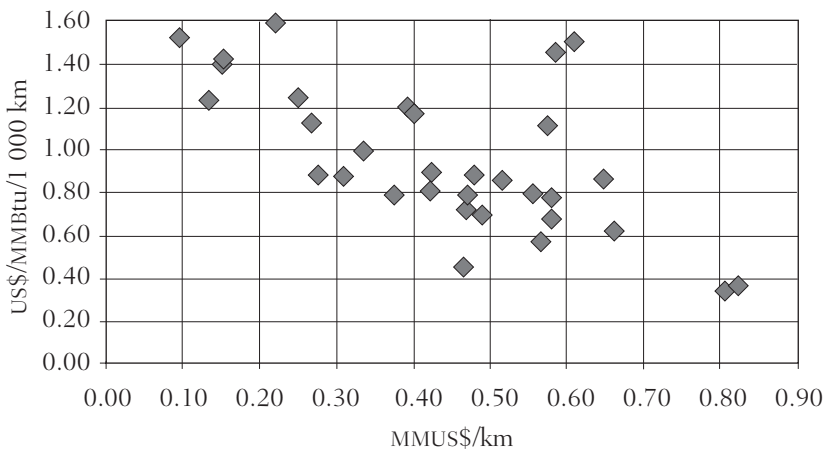
ALC: TARIFAS DE TRANSPORTE FRENTE A CAPACIDAD



FUENTE: Elaboración propia.

Las tarifas más elevadas se corresponden con el transporte por gasoductos en tramos submarinos de baja capacidad y también con los terrestres de mayor complejidad. Sin embargo, ese comportamiento no necesariamente se convalida en todos los casos. Al parecer, en los cálculos de rentabilidad de cada gasoducto proyectado se combinan de diferente modo los componentes del flujo de fondos, por ejemplo, diámetro y espesor de tubería con plantas de compresión, lo cual da lugar a una estructura de costos de inversión diferente entre proyectos, a lo que se agrega el precio negociado en los contratos de compraventa del gas en origen y destino que incide en la tarifa. Ello determina que la relación entre las tarifas e inversiones en gasoductos sea más dispersa, aunque con una tendencia en general declinante (véase la gráfica 8).

GRÁFICA 8
ALC: TARIFAS DE TRANSPORTE FRENTE A INVERSIÓN



FUENTE: Elaboración propia.

Otra cuestión considerable es que en los países donde hay una red antigua de gasoductos en operación, también existe una capacidad técnico-profesional interna que, para la determinación de tarifas, se basa en parámetros que además establece la experiencia. Pero en los países con menos experiencia las tarifas parecen ser mayores y aparentemente desvinculadas de los precios del mercado mayorista del gas, como si se tratara de un negocio no interdependiente. Ello situaría a los gasoductos como segmentos entre pro-

ductores y consumidores, donde la tarifa de transporte puede distorsionar la finalidad última de la actividad que debería ser el comercio de gas y no su transporte, ya que en realidad este último es sólo un medio para alcanzarlo. Entonces, al estar caracterizada la actividad de transporte como monopolio natural, resulta de particular importancia el establecimiento oportuno de marcos regulatorios que eviten el potencial ejercicio de abuso de posiciones dominantes de los transportistas sobre el mercado de gas natural.

Perspectivas

Los precios del gas natural por cuencas productivas, de acuerdo con el mayor grado de madurez y complejidad de la exploración, tenderán a ser mayores. A su vez, si la racionalidad se apega a cómo se forman los precios en las empresas constituidas como verdaderas unidades de negocios, los precios del gas en boca de pozo, en cada cuenca productiva, deberían subir a partir de cierto momento por la escasez creciente de los recursos. Esto es, que la racionalidad empresarial buscará que su ecuación financiera mantenga un nivel razonable de rentabilidad, incrementando los precios en proporción al aumento de los costos de reposición del producto.

No obstante, ese crecimiento tiene límites. El primero de ellos es el precio de frontera del gas natural posible de importar (por ductos o por buques de GNL) más el costo de transporte hasta el lugar de entrega (*city gate*). Si ese precio es menor al precio del gas de uso doméstico, en igual destino, sacará del mercado a los productores que no puedan competir. De ese modo, el precio del *mix* de gas comercializado en un mercado libre y abierto puede llegar a tener aumentos muy atenuados a largo plazo, cuando los proveedores tienen libre disponibilidad del producto, disponen de recursos de gas en abundancia y la red de transporte está convenientemente integrada como para que los oferentes y demandantes puedan acceder libremente y sin discriminación a ella. Ése podría ser el caso que derive de una integración creciente en la región, donde la penetración del gas de Venezuela, Perú y Bolivia posiblemente desplazaría la oferta de los productores, cuyos precios no puedan competir en los mercados existentes y potenciales.

El segundo límite es el precio de los sustitutos costo-seguro-flete (CIF, por sus siglas en inglés) ponderado por los rendimientos en cada uso. Si ese precio es menor al precio del gas doméstico más los costos de transporte hasta el mismo punto, también ponderado por los rendimientos en los mismos usos, el productor perderá gradualmente mercado.

Dentro de las consideraciones anteriores esto significa que, de acuerdo con la madurez de la exploración en los yacimientos de cada productor y sus características (estructurales, profundidad, dispersión geográfica y capacidad de gestión), los precios en boca de pozo serán distintos y se agregará el diferencial de costos de transporte por distancia y capacidad. Ello implicará que primero en Argentina y luego en Colombia la expansión de la producción inducirá a precios crecientes más pronunciados cuanto más intensa sea la explotación para satisfacer los requerimientos internos y externos. La situación posiblemente promoverá a largo plazo intercambios comerciales con Bolivia, Perú y Venezuela. Pero esas posibilidades también estarán condicionadas por los supuestos de competitividad y acceso a los ductos y por el precio de los nuevos sustitutos en desarrollo, cuyos costos en el futuro podrían incluso ser menores a los precios de frontera del gas natural.

Fuentes

BEICIP, FRANLAB

2001 “Gas Market Integration in South America”. Olade/ARPEL, octubre.

CAMPO, R.

1999 “Interconexiones eléctricas y gasíferas entre países andinos”, *Revista Energética*, abril.

CEPAL

1998 “Gasoducto regional México-Istmo centroamericano: estudio de prefactibilidad”. Proyecto Olade-CEPAL-GTZ, México: Unidad de Energía, enero.

DE PAULA, E.

1999 “Interconexiones eléctricas y gasíferas en Brasil”, *Revista Energética*, abril.

FIGUEROA DE LA VEGA, F.

2004 “El gas natural en América Latina y el Caribe: perspectivas de los mercados y seguridad del suministro a largo plazo”. Informe Ejecutivo, *Oil and Gas Journal*, PennWell, julio, en <www.ogjresearch.com>.

FIGUEROA DE LA VEGA, F., C. NAVAS y R. CAMPO

- 1999 “Estudio del mercado de gas natural en Venezuela”, Quito, Olade, octubre.

GAS & GAS

- 1998 “Estadísticas”, *Gas & Gas*, varios números, Buenos Aires.

MDE

- 1997 *El gasoducto Bolivia-Brasil*. La Paz: Ministerio de Desarrollo Económico, julio.

Olade-CEPAL-GTZ

- 1998 *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: enfoques para la política energética*. Quito: Olade-Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit, mayo.
- 2000 *Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe: guía para la formulación de políticas energéticas*. Quito: Olade-Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit, julio.
- 2001 *El gas natural en la Comunidad Andina*. Quito: Olade-Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit, septiembre.

THOUIN, P.

- 2001 “Visión prospectiva sobre el gas natural en América del Sur”, *Revista Energética* 4, no. 25, Olade, octubre-diciembre.